

связи с несоответствием наземного электрохозяйства заявленным требованиям, к тому же происходили отключения электроэнергии. 21.04.2014 установка вновь была запущена в работу на том же режиме и проработала стабильно до 05.05.2014. Основные параметры в этот период: буферное давление = 23–30 атм; затрубное давление = 30; линейное давление = 10–9 атм; штуцер 3 мм. Далее в период с 05.05.2014 по 01.06.2014 не удавалось добиться стабильного режима работы. Помимо проблем с наземным электрооборудованием наблюдались частые срывы подачи насоса. Срыв подачи насоса происходил из-за несоответствия расчетного притока из пласта, под который подбирался насос, действительному притоку. Таким образом, неправильное глушение скважины и проблемы с наземным оборудованием не позволили добиться стабильной работы установки на постоянном режиме.

Однако стоит заметить, что подобранное оборудование и выбранный режим работы позволили справиться с основными осложняющими факторами, позволили добиться работы установки без «прогазовок». Этот результат является ключевым, так как, опираясь на полученный опыт, возможно дальнейшее совершенствование технологии добычи нефти на скважинах со схожими геологическими условиями.

Из-за невозможности добиться стабильной работы насоса на постоянном режиме, были приняты следующие решения: 1) перевести данную скважину на периодический режим работы и временно эксплуатировать текущим оборудованием; 2) провести интенсификацию пласта с целью увеличения притока нефти; 3) привести в порядок наземное электрооборудование; 4) подобрать новое, более оптимальное оборудование. Новое оборудование планируется эксплуатировать на постоянном режиме, опробованном в ходе проведенной эксплуатации. Спуск оборудования планируется произвести после интенсификации пласта.

С 01.06.2014 специалисты пытались найти наиболее оптимальный периодический режим работы. В результате испытаний проделанных с 01.06.2014 по 21.08.2014 такой режим был найден и признан эффективным. На данном режиме количество отбираемой жидкости из скважины во время откачки 6 часов, было равно объему жидкости притока из пласта в период накопления 18 часов. На данном режиме работы установка работала стабильно вплоть до 21.08.2014, когда была остановлена по причине нарушения изоляции кабеля. С этого момента скважина находится в простое в ожидании дальнейших решений.

К данной скважине был рекомендован новый насос ЭЦНДИ-5-20-2450 с двойным газосепаратором-диспергатором и глубиной спуска 2700 м. Данное оборудование имеет меньшее значение номинальной подачи, что позволит обеспечить отбор жидкости на постоянном режиме даже при низком притоке из пласта. Также, насос будет работать с приемлемыми значениями КПД. Двойной газосепаратор-диспергатор позволит работать насосу при очень высоком содержании газа на его приеме (до 70–90 %) [2]. Борьба с преждевременной дегазацией нефти планируется уже опробованным способом: сдвигом точки разгазирования путем увеличения забойного давления и ограничением подачи нефти штуцером на устье.

Итак, в данный момент решить окончательно поставленную задачу не удалось. Однако вышеперечисленные рекомендации должны способствовать ее решению. Вместе с тем, полученный опыт и сделанные выводы могут быть использованы и на других скважинах со сходными условиями. Подобные эксперименты проводились на Росташинском и Зайкинском месторождениях. Там были осуществлены промысловые испытания работы УЭЦН ряда скважин с высоким газовым фактором. Применялись насосы схожей комплектацией с УВНН-5А-35-2700, спущенные на глубины близкие к глубинам скважин. Однако большинство установок вышли из строя после непродолжительной работы: до 72 суток безаварийной работы. Причиной отказов установок являлась «большое значение расходного газосодержания на приеме (0,64–0,79), возникающее из-за низких давлений на приеме ПЭЦН» [3]. Очевидно, на данных месторождениях удалось добиться определенных результатов, но окончательно решить проблему тоже не удалось.

Можно заключить, что экономически эффективная эксплуатация скважин в условиях высокого газового фактора, низкого пластового давления и больших глубин посредством УЭЦН возможна. Однако для этого требуются дополнительные исследования и затраты. Эксперименты, подобные описанным, позволяют накапливать научные данные и опыт промысловых исследований, расширять фонд добывающих скважин.

Литература

1. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003 – С. 530 – 536.
2. Газосепараторы-диспергаторы [электронный ресурс]: сайт компании NOVOMET – Электрон. Дан. URL: <https://www.novomet.ru/rus/products/esp-systems-for-oil-production/downhole/intake/gas-separator-dispersant/>, свободный. – Дата обращения: 10.02.2016 г.
3. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: <http://neftandgaz.ru/?p=237>, свободный. – Дата обращения: 5.02.2016 г.

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в Российской Федерации порядка 80 % всей добываемой нефти приходится на долю установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что говорит об огромной роли погружных насосов в нефтегазовой отрасли на сегодняшний день. Значимую роль в процессе эксплуатации скважин погружными

насосами занимает процесс их подбора к скважине. Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных показателях работы установки [2]. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разутова, С. Линева, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ.

Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт–скважина–УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д.

Очень кратко возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом: имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы [2]. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров. В заключение проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения скважины. Более подробно с процессом подбора УЭЦН к скважине можно ознакомиться в пособиях [2, 3], где совокупность всех перечисленных показателей представляет единую систему, без каких-либо разграничений и особенностей самого подбора.

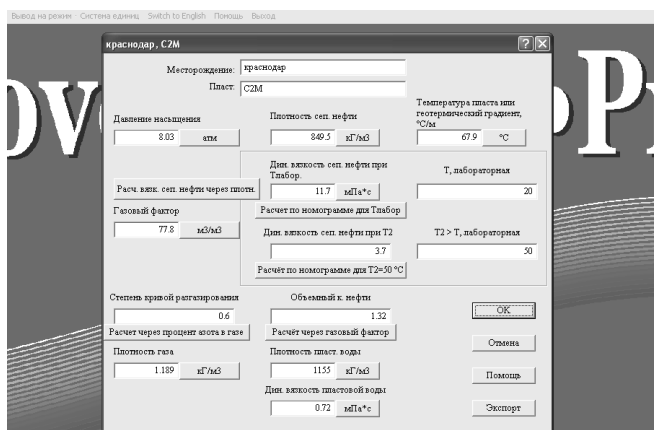


Рис.1 Окно ввода данных о пласте в программе NovometSel-Pro

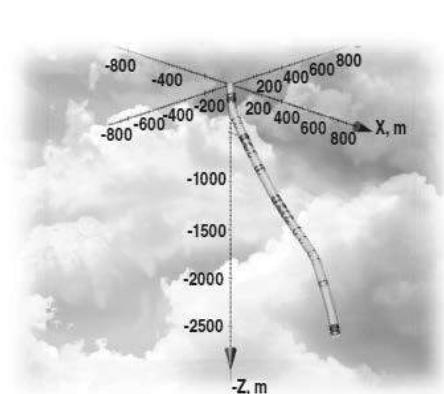


Рис.2 3D модель скважины [1]

Как было сказано выше, на сегодняшний день подбор оборудования к скважине производится автоматически с помощью программ на ЭВМ. Плюсы использования компьютеров для расчета установок очевидны: машинный подбор позволяет многократно сократить время на обработку информации и подбор оборудования, многократно увеличить точность подбора, свести к минимуму вероятность человеческой ошибки. Кроме того, использование машинного подбора позволяет отказаться от многих упрощений, неизбежно используемых при ручном подборе, что также повышает точность подбора [2]. Существует довольно большой выбор ПО как отечественных, так и зарубежных производителей для расчета УЭЦН. Сущность машинного подбора такая же, как и при ручном подборе, но с множеством дополнительных параметров и возможностей.

Автоматизированные программы подбора УЭЦН в целом аналогичны друг другу, в качестве примера рассмотрим программу NovometSel-Pro от компании NOVOMET. Программа имеет ряд преимуществ в сравнении с аналогами. Вот некоторые возможности программы: построение индикаторной кривой проводится с учётом изменения проницаемости призабойной зоны из-за выделения в ней свободного газа; расчет периодической эксплуатации УЭЦН; ориентация в расчете на максимальный КПД насоса; моделирование процесса вывода скважины на режим; анализ работы ЭЦН в скважине; расчёт прогиба установки при спуске в скважину; расчет необходимой длины теплостойкого кабельного удлинителья; расчет конического насоса и другие возможности, которые учитывают все особенности условий эксплуатации и геологические параметры [1]. При машинном подборе первым делом специалисты отсылают заказчику опросный лист, в который необходимо ввести имеющиеся данные о пласте, скважине, инклинометрии, физических свойствах флюида, работавшей на скважине установке. Далее полученные данные вводят в поля программы. На рисунке 1 показано окно ввода данных о пласте. После ввода данных производится их анализ компьютером и подбор наиболее

подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса (рисунок 3). Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 2) [1].

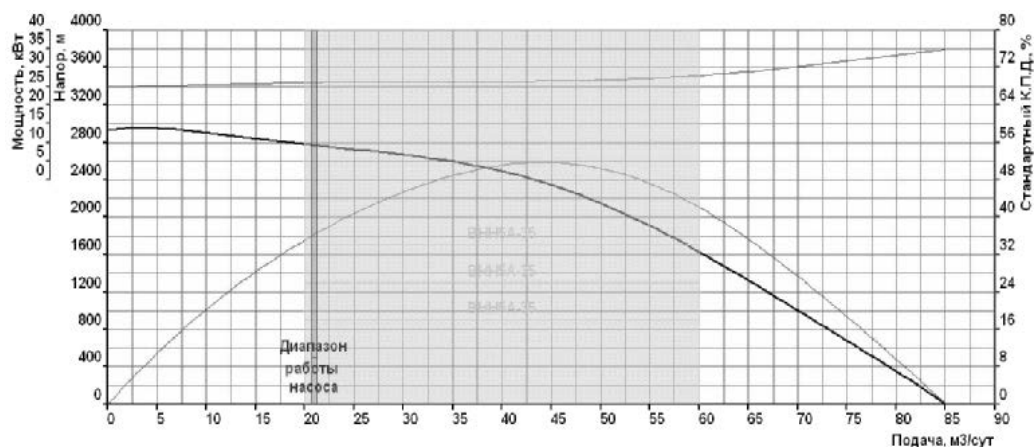


Рис.3 Характеристика работы насоса УВНН-5А-35-2700

Итак, преимущества и возможности машинного подбора очевидны, однако стоит сказать об ограничениях данного метода. Большая точность работы и отказ от упрощений требуют ввода максимально полной и точной информации, что, как показывает практика, выполняется не всегда. Основная причина в том, что заказчик, заполняя опросный лист, указывает устаревшие данные, или вовсе не указывает их значимую часть, так как сбор и обновление этих данных требуют времени и средств. Еще одна проблема состоит в том, что программа ориентирована на подбор оборудования для скважин, в которые уже были спущены установки. Это упрощает и делает более точным процесс подбора оборудования для планируемой скважины. В результате случается, что подобранные установки не выходят на запланированный режим. В пример приведем скважину 53 Вуктыльского месторождения. На данной скважине производился перевод с газлифтного режима добычи на режим добычи с помощью УЭЦН. Основная проблема на данной скважине – высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Подбор оборудования к скважине 53 производился по программе NovometSel-Pro. Была рассчитана установка УВНН-5А-35-2700, характеристика которой представлена на рисунке 3. Однако данную установку не удалось вывести на постоянный режим, хотя справиться с основными осложнениями удалось. Неудача была связана с несоответствием указанных в опросном листе данных действительным. Заявленный дебит и коэффициент продуктивности скважины были значительно больше реальных. К тому же скважина эксплуатировалась с помощью газлифта, что усложнило процесс подбора.

В целом, современные компьютерные программы, ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач, возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств.

Литература

1. Ареев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» / Ш.Р. Ареев, А.М. Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин // Бурение и нефть – 2013. – № 10. – С. 36 – 40.
2. Ивановский В.И. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти. Часть 2. / В.И. Ивановский, Н.Н. Соколов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
3. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ, ПОСЛЕ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ГНКТ НА ЮЖНО-ПРИБОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.К. Костадинов, И.Н. Валиев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское – гигантское нефтяное месторождение в России. Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине. Открыто в 1982 году. В настоящее время разработку южной части месторождения ведёт ООО «Газпромнефть-Хантос», принадлежащее компании «Газпром нефть». Территория работ удалена на